

## ГЛУБИННЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ В ВЕНГЕРСКОМ БАССЕЙНЕ

Л. ШТЕГЕНА

Университет им. Этвеша Лоранда

### РЕЗЮМЕ

Паннонский бассейн является молодым межгорным бассейном (интермонтейн — интерарк, ретроарк), покрытым миоценовыми и, главным образом, плиоценовыми осадочными породами общей толщиной в 3 км. и тонкой сиальной корой. Геотермические температуры чрезвычайно высоки. Средняя геотермическая температура на глубине 1 км. составляет 65 °C, а средний геотермический градиент — 0,055 °C/м. Для бассейнов — интерарк высокий геотермический уровень вообще характерен.

Градиент геотермического глубинного градиента —  $\partial^2 T / \partial^2 z = 4 \cdot 10^{-60}$  C/m<sup>2</sup> в среднем. Исходя из этого, среднее производство температуры осадочных пород является  $6.7 \cdot 10^{-3}$  m W m<sup>-3</sup> (16HGU), со средним значением (6HGU), вычисленным в соответствии с количественной последовательностью на основе радиометрических анализов.

Геотермические температуры отражают локально, по линии разлома то движение воды, направленное к поверхности Земли, которое компакция осадочных пород выжимает из пород. Детальными измерениями температурных потоков можно было определить количество воды, поднятое этими системами сбросов.

Больше 90% мировых участков нефти имеют геотермическую температуру ниже 11 °C, а температура самых горячих нефтяных участков является около 170 °C. Эти факты и кроме этого, так называемый порфириновый термометр способствуют тому, чтобы на основе геотермических температур готовились прогностические карты о нахождении глубинной нефти.

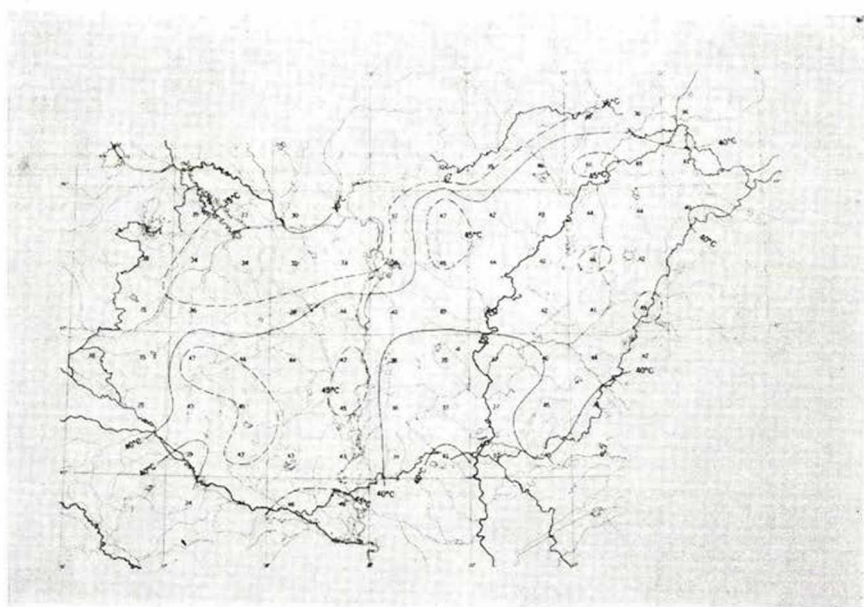
Нефтяные участки Паннонского бассейна находятся в том геотермическом глубинном интервале, в котором происходит диогенез монтмориллонит — иллита в глинистых породах. Это показывает, что первичная миграция генезиса нефти, при которой дисперсная нефть из глинистой материнской породы переходит в соседние пористые транспортирующие слои, вызывается диагенезом глины.

Паннонский бассейн является менее сейсмической областью с поверхностными сотрясениями малой звездной величины. Сейсмическая энергия проявляется, главным образом, там, где горизонтальный геотермический градиент является большим. Это свидетельствует о том, что горизонтальные температурные различия оказывают влияние на сотрясения таким образом, что эти температурные различия показывают механические напряжения.

За прошедшие десятилетия, главным образом при поисках нефти и термальной воды, на территории Венгрии было сделано несколько тысяч глубоких бурений для измерения геотермической температуры. В результате этих измерений стало возможным составление прило-

женных геотермических карт Венгрии для различных глубин (рис. 1, 2, 3, 4, 5, 6).

Сбор данных и их критический анализ были самыми трудными и утомительными моментами этой работы. Геотермические измерения часто имеют свои неизвестные, иногда очень грубые ошибки. При проверке достоверности данных мы разделили страну на 75 частей (это листы карты с масштабом 1 : 100000) и для каждой части изготовили диаграмму глубинной температуры. В результате исследований предшествовавшей глубокому бурению термической жизни, метода измере-



*Fig. 1.* Mean geothermic temperatures and geoisotherms on the area of Hungary at a depth of 0.5 km

ния, геологических условий, а также в результате согласования данных, относящихся к данной территории, и сопоставления кривых, изображающих глубинную температуру соседних территорий, удалось устранить ошибочные данные. Глубинный пересчет измерительных данных происходил способом, названным методом мастерских кривых. Для всей страны, для ее больших территориальных единиц, а также для тех листов карты 1 : 100000, на которых было очень много данных, таким образом, можно было составить достоверную функцию глубинных температур. В процессе работы заметили, что эти функции

глубинных температур похожи друг на друга, каждая из них может быть получена из другой с хорошим приближением в результате умножения на постоянное число:

$$T'(z) = n T(z)$$

$n$  — близкое к единице число (0.6–1.5), а измерение температуры производится начиная со средней годовой температуры поверхности

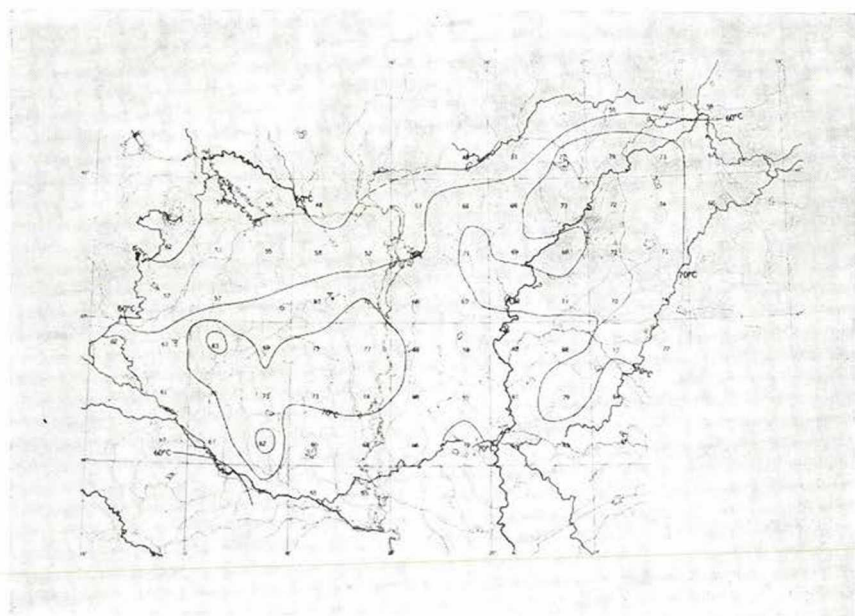


Fig. 2. Mean geothermic temperatures and geoisotherms on the area of Hungary at a depth of 1.0 km

(10 °C; рис. 7). Благодаря этому методу, отдельные геотермические данные можно было пересчитать сравнительно без гипотез на выбранную для изображения геоизотерм глубину — 0.5, 1, 1.5, 2, 2.5, 3 км. Так мы получили среднюю температуру для каждой из 75 территориальных частей на интересующие нас глубины. Изготовление геоизотерм происходит на основе этих температур.

Приложенные карты являются генерализованными видами изготовленных нами более детальных карт. Карты изготовлены с ошибкой °C порядка.



Из карт могут быть сделаны следующие выводы:

Венгерский бассейн является одной из геотермически самых теплых территории Европы (Штегена 1972), как это видно и из находящейся в нашем томе геотермической карты восточной Европы. Действительная средняя геотермическая температура Венгрии на глубине 1 км. — 65 °С.

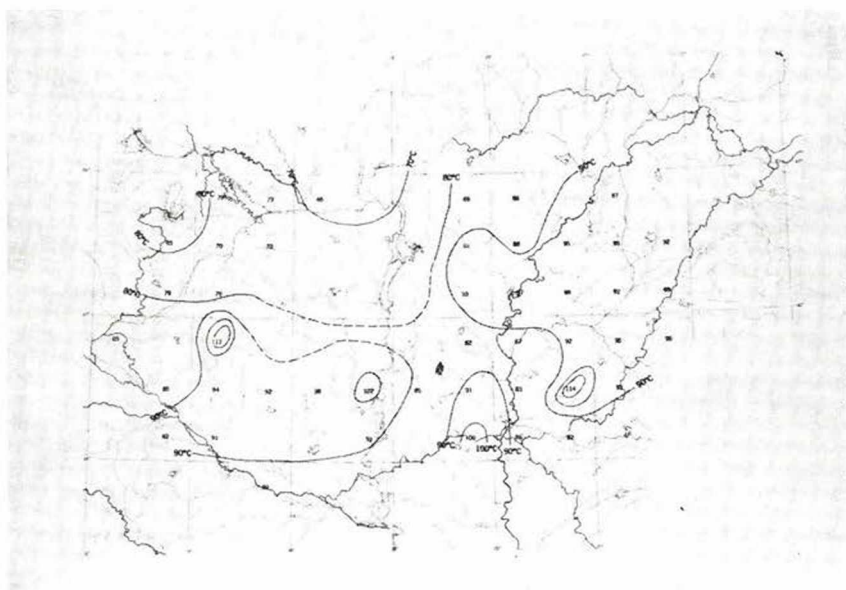


Fig. 3. Mean geothermic temperatures and geoisotherms on the area of Hungary at a depth of 1.5 km

Средние геотермические градиенты показаны в таблице 1:

Таблица 1.

Средние величины геотермических градиентов в Венгрии

Глубинный интервал (м)	°С/м	м/°С	глубинный интервал (м)	°С/м	м/°С
0 — 500	0,056	17,9	0 — 500	0,056	179
500 — 1000	0,054	18,5	0 — 1000	0,055	182
1000 — 1500	0,050	20,0	0 — 1500	0,053	189
1500 — 2000	0,044	22,7	0 — 2000	0,051	196
2000 — 2500	0,038	26,3	0 — 2500	0,048	208
2500 — 3000	0,032	31,3	0 — 3000	0,046	218

Средняя величина геотермического градиента на глубину до 1 км. в осадочных породах —  $0.055\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{м}$  [ $18\text{ м}/^{\circ}\text{C}$ ]. Территориальное измерение геотермических температур отражает в общих чертах распространение мезозойской и палеозойской подстилок мио — плиоценского бассейна; там, где массивная подстилка находится ближе к поверхности, температура является более высокой. Эта корреляция, однако, не очень тесная.

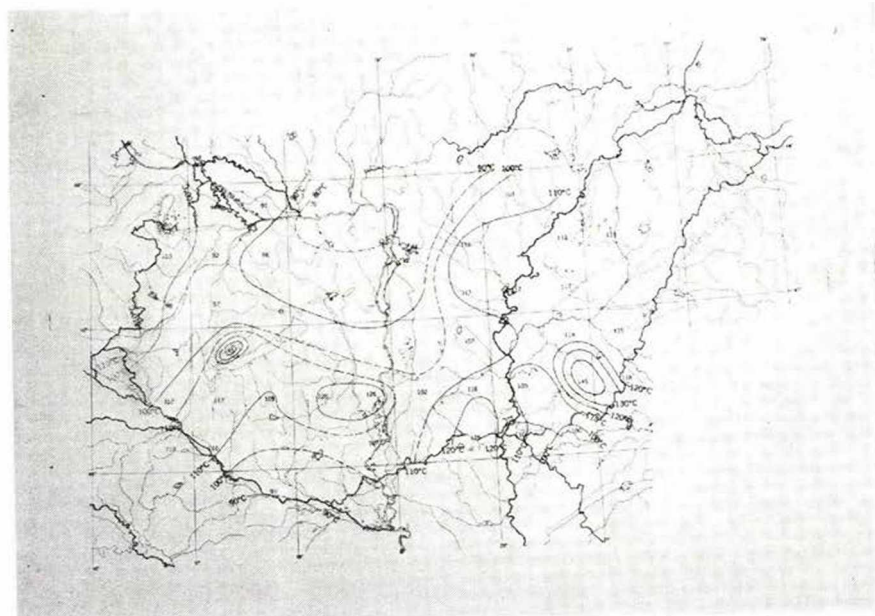


Fig. 4. Mean geothermic temperatures and geoisotherms on the area of Hungary at a depth of 2.0 km

### Миграция воды и геотермика осадочных пород Венгерского бассейна

Рисунки 8 и 9 являются образцами двух измерительных территорий, где мигрирующие вверх по линии сбросов термальные воды оказали значительное влияние на геотермические условия.

Общеизвестна функция средней глубинной плотности осадочных пород Венгерского бассейна (Штегена 1970). По ней можно вычислить глубинную функцию средней пористости (рис. 10), предполагая, что плотность недавно отложившихся панонских морских осадочных пород была постоянной. С глубиной пористость пород уменьшается по указанной на рис. 10 мере. На основе этого понижения пористости можно вычислить, что из мио-плиоценских осадочных пород

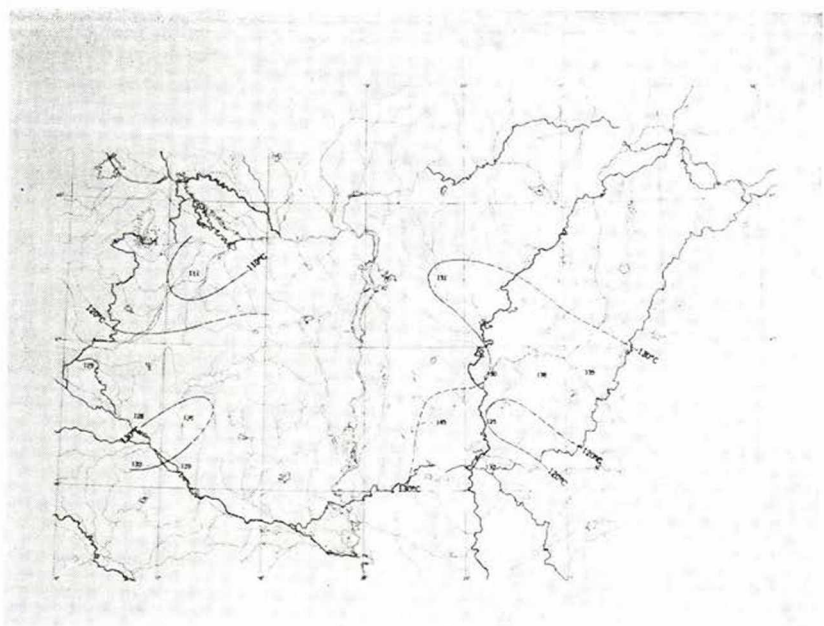


Fig. 5. Mean geothermic temperatures and geoisotherms on the area of Hungary at a depth of 2.5 km

бассейна, обладающих в среднем толщиной в 3 км., за около 5 миллионов лет в результате компакций пород (и их консолидации) удалилось к поверхности около  $15,000 \text{ км}^3$  воды.

Это вычисление утверждается и определениями тяжелой воды (рис. 10). Содержание тяжелой воды в водах отдельных слоев глубиной растет в следствие того, что  $\text{D}_2\text{O}$  менее мобильна, чем  $\text{H}_2\text{O}$ . Вязкость  $\text{D}_2\text{O}$  в 1.25 раза больше вязкости  $\text{H}_2\text{O}$ . На основе этого и посредством измерений концентраций  $\text{D}_2\text{O}$  тоже можно определить количество удалившейся из-за концентрации воды. Это определение удовлетворительно совпадает с вычисленным на основе уменьшения пористости количеством воды.

На указанной на рис. 10 территории геотермальной аномалии термальная вода мигрирует вверх на месте пересечения двух линий сбросов. На этой территории проводились измерения релятивных тепловых потоков. Исходя из этих измерений и имея ввиду величину территории аномалии, миграцию воды вверх можно считать удовлетворительной. Ее количество —  $0.8 \cdot 10^{-3} \text{ км}$  в год (Штегена 1972). Сравнивая это количество с количеством всей компакционной воды ( $15,000 \text{ м}^3$ ) можно установить, что нужно иметь несколько источников термальной воды, подобных системе разлома при Тиссакечке, чтобы за время существования бассейна, что значит несколько миллионов



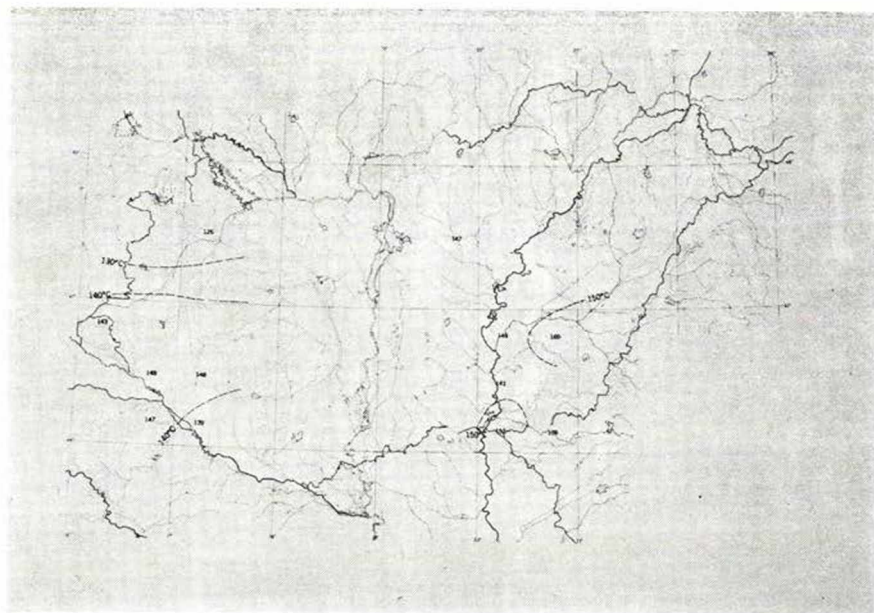


Fig. 6. Mean geothermic temperatures and geoisotherms on the area of Hungary at a depth of 3.0 km

лет, компакционная вода бассейна могла подняться на поверхность. У нас и сейчас имеется несколько таких открытых источников, поднимающих вверх горячую воду слоев (Хевиз, Вегардо; рис. 11).

*Генезис нефти и геотермика.* Больше 90% мировых участков нефти имеют геотермическую температуру ниже 110 °С. Температура самых горячих нефтяных участков как Васко филд, Калифорния; Паркер, 1954; Пато-2, Венесуэла, Хедберг, 1964; Ставрополь, 1963 является 150–180 °С. Нефть всегда содержит порфириновые комплексы, которые по лабораторным исследованиям распадаются при температуре 250–300 °С (порфириновый термометр).

Эти температуры дают возможность изготовить геотермическим путем прогностические карты о нахождении глубинной нефти. Глубинное распространение геотермической поверхности с температурой 110 °С означает предел очень благонадежной с точки зрения добычи нефти глубины, а геотерма 170 °С означает предел той глубины, на которой еще считается возможным существование нефти.

Сказанное выше находится в соответствии с тем значительным достижением современной нефтяной генетики, что генезис нефти связан с известными изменениями органических веществ горных пород (метаморфоз, диагенезис, степень обугливания). Диагенез органических веществ является функцией термодинамических условий (р,

Т.). Так как глубинное распространение давления довольно постоянно, геотермические температуры обозначают тот глубинный интервал, где происходит генезис нефти; Этот глубинный интервал В а с с о в и ч (1973) называет основной фазой образования нефти, а Х у н т (1973) называет ее Ликвид окно (Liquid window/ — рис. 13). Здесь образуется жидкий углеводород; над этой зоной и под ней образуются углеводородные газы — над ней главным образом метан, а под ней результатом крекирующих процессов можно найти более высокие гомологи.

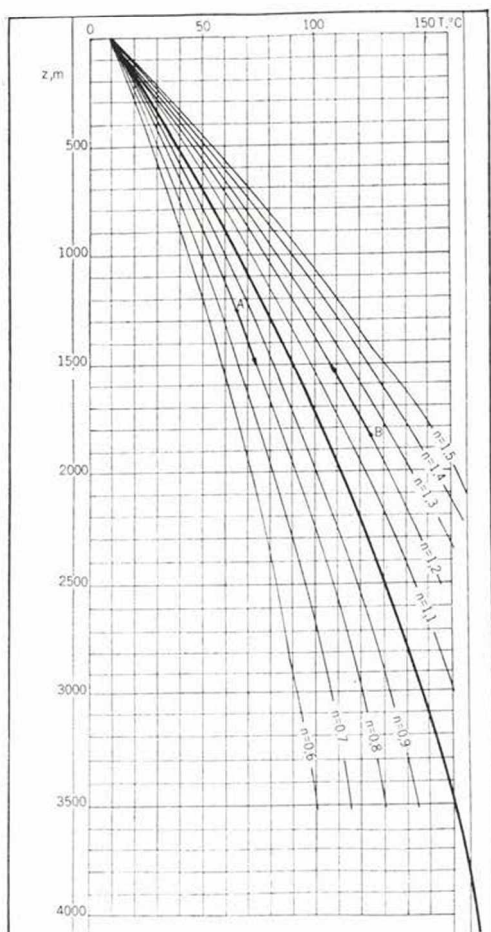


Fig. 7. Mean depth-function ( $T/z$ ) of geothermic temperatures and master-curves used for the reduction to depth of the observed temperatures ( $n = 0.6 - 1.5$ )



Нижнюю границу ликвидного окна определяет геотермическая температура  $75^{\circ}\text{C}$ , а верхнюю —  $150^{\circ}\text{C}$  (Хунт 1973). Рис. 12 показывает глубинное распространение этих изотермальных поверхностей.

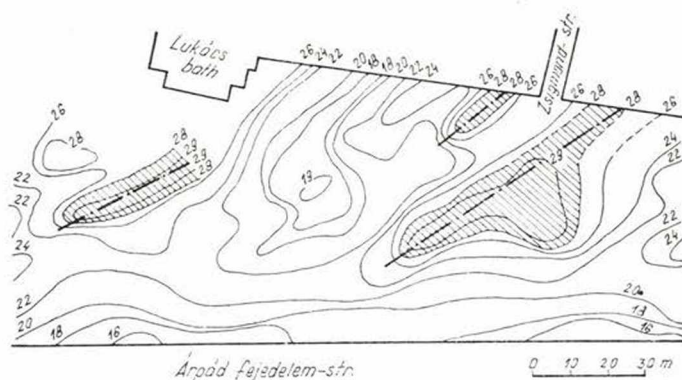


Fig. 8. Geothermic soil-temperatures at a depth of 2 m in the surroundings of Lukács-bath in Budapest. Thermal waters flowing upwards along fault lines are producing geothermic anomalies of  $10-20^{\circ}\text{C}$

Самые важные физические процессы генезиса нефти следующие: органическое вещество песчаных слоев обычно уничтожается, окисляется, прежде чем попасть в глубину. Органические вещества глинистых пород попадают в глубину и тут при соответствующих  $p$ ,  $T$  проходя через диагенез порождают слегка распространенную в глинистых слоях нефть. Эта дисперсная нефть при первичной миграции из глинистой материнской породы попадает в соседние транспортирующие пористые слои (если есть такие) и в них в процессе вторичной миграции переносится на места скопления. Последовавшие затем тектонические движения могут снова перемешать материалы нефтяного участка (третья миграция).

Одним из очень спорных вопросов генеза нефти является вопрос о прохождении первой миграции. Рассуждения и опыты Хилл и Леворсена указывают на то, что распространявшаяся дисперсным образом нефть только при очень больших водных градиентах может мигрировать из глинистых пород. Опыты Капоюшниковой, Двали и Жузе, Соколовой—Мионовой (1962) показывают, что при высоком давлении газы могут хорошо растворить из глинистых пород жидкие углеводороды; однако первичная миграция, происходящая за счет растворения газами, встречается в общем с известными трудностями (Юркевич 1962). В настоящее время причиной первичной миграции считается диагенез глины. Находящийся в осадочных породах в больших количествах монтмориллонит под действием определенного давления и температуры превращается в иллит. Это

превращение сопровождается удалением воды и ростом объема, так как плотность связанной воды монтмориллонита является около  $13 \text{ см}^3$  (Н е м е т с 1970). В результате этого роста объема получается тот гидравлический градиент, который переводит дисперсную нефть из глинистой материнской породы в ограничивающие ее пористые транспортирующие слои.

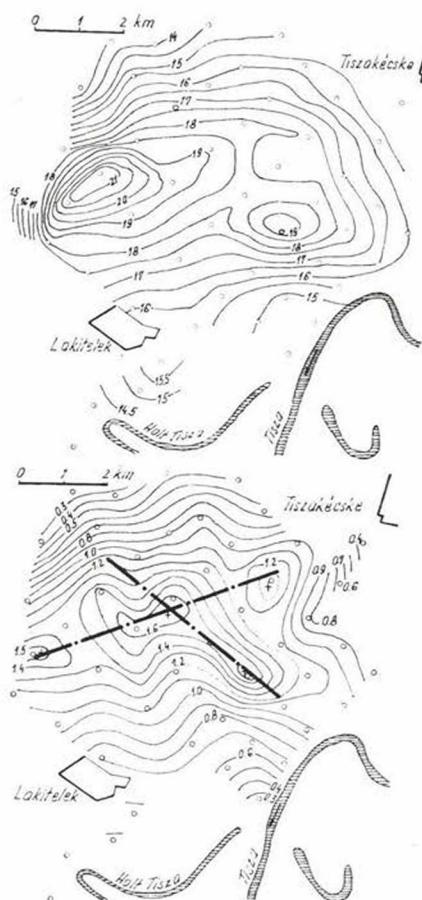


Fig. 9. Above: Geothermic gradients ( $\text{m}/^\circ\text{C}$ ) near the river Tisza. Below: Gradients freed from the alternation of clay- and sand- layers (according to Alföldi and Gálfi, 1966). The lower graph indicates the crossing of faults, along which the thermal waters causing the geothermic anomaly are flowing upwards

На рис. 14 изображается расположение участков углеводорода в Венгрии и еще глубинные зоны диагенеза монтмориллонита-иллита в глинистых породах. Последний определяется геодавлением и гео-

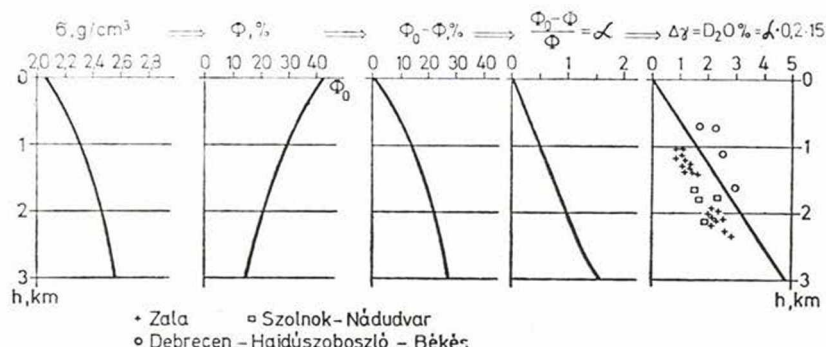


Fig. 10. Average depth-density function of the sediments of the Pannonian basin, the depth-porosity function calculated on the basis of the former, and the function  $\Phi_0 - \Phi$  being the measure of the water moved away;  $n$  indicates the ratio of the water moving away against the remaining amount. From  $n$  and from the viscosity ratio of  $D_2O/H_2O$  the enrichment in  $D_2O$  of the remaining water at various depth can be computed. Sings denote measured values

температурой (Берст 1969; Джонс 1970); в случае одинаковой плотности пород геотермической температурой считается — 80–100 °C. Из 40 исследованных углеводородных участков около 33 находится в геотермической глубинной зоне диагенеза монтмориллонита-иллита с отклонениями до —200 м. Для каждого из 7 оставшихся вне этой зоны участков углеводорода можно показать, что они сдвинулись с своего начального глубинного положения в результате третьей миграции. Рис. 14 утверждает теорию первичной миграции нефти, основывающуюся на происходящий в глинистых породах диагенез.



Fig. 11. Thermal water wells and springs issuing from the fractured basements in Hungary. After Korim, 1972.



Землетрясения и геотермика. Венгерский бассейн является менее сейсмической областью с малой звездной величиной и неглубокими сотрясениями коры. Можно предполагать, что эти сотрясения, хотя бы частично, вызываются горизонтальными различиями в температуре, которые возбуждают механические напряжения в коре.

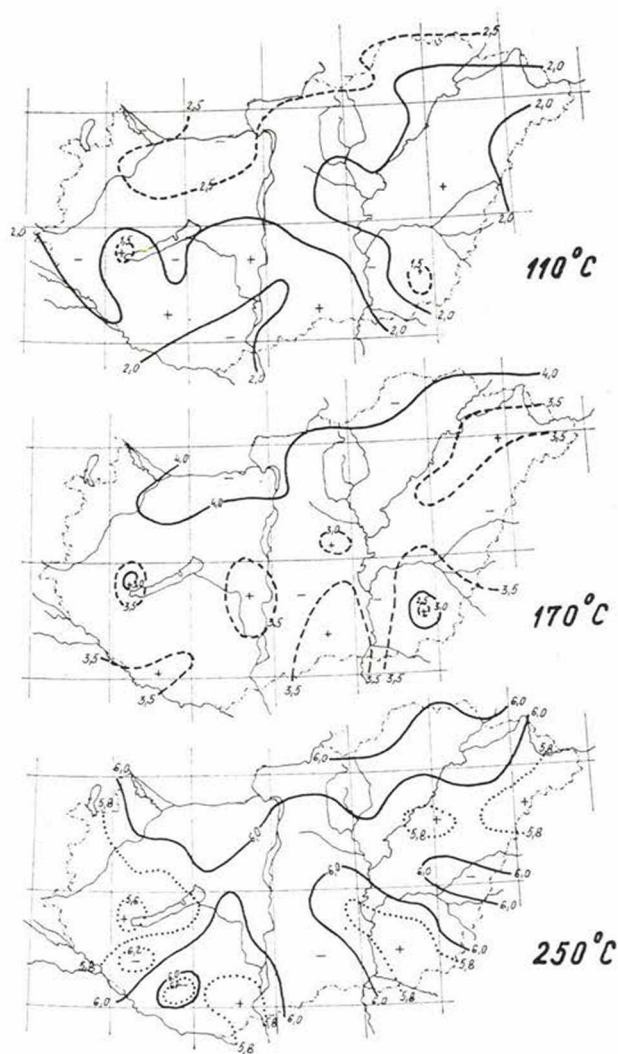


Fig. 12. Depth contours of isothermic surfaces of 110, 170 and 250  $^{\circ}\text{C}$  temperature in Hungary (in km)

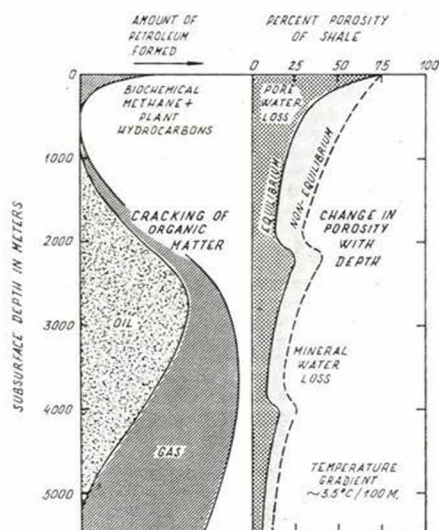


Fig. 13. Petroleum generation and depth zones of compaction according to Hunt (1973)

Рис. 15 является картой горизонтального геотермического градиента, действующего на глубину до 1 км. Он изготовлен на основе геотермической карты рис. 2. Абсолютное значение относящихся к отдельным точкам горизонтальных геотермических градиентов дается находящимися на Север, Юг, Восток и Запад от точки средними величинами температурных различий ближайших точек. Изолинии на рис. 15 изготовлены на основе этих значений (Мартон 1974).

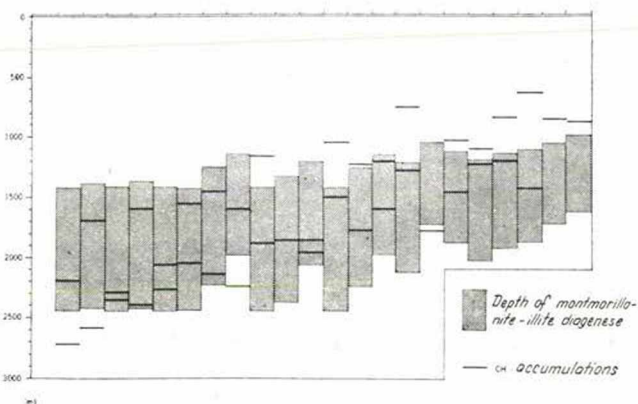


Fig. 14. Arrangement of oil-deposits and of the depth intervals of geotemperatures of 80 – 100 °C which correspond to the montmorillonite-illite clay mineral diagenesis at the Hungarian hydrocarbon beds

Рис. 15 изображает еще на основе проведенных Д. Чомором (1974) исследований и сейсмическую энергию, проявившуюся за 100 лет и вычисленную для территории каждого листа карты 1 : 100000 ( $350 \text{ км}^2$ ). Методом, подобным встречающимся в литературе, Чомор (1974) на основе макросейсмических наблюдений вычислил звездную величину прежних, замеченных без приборов землетрясений. Изображенные на рисунке сейсмические энергии основываются на этом.

Рисунок показывает, что на территории Венгрии землетрясения, в действительности, происходят прежде всего на местах, обладающих большим горизонтальным геотермическим градиентом. Если принять во внимание непоказанные на рис. 15 численные значения сейсмической энергии, проявившейся на территории отдельных листов карты, получается следующая картина:

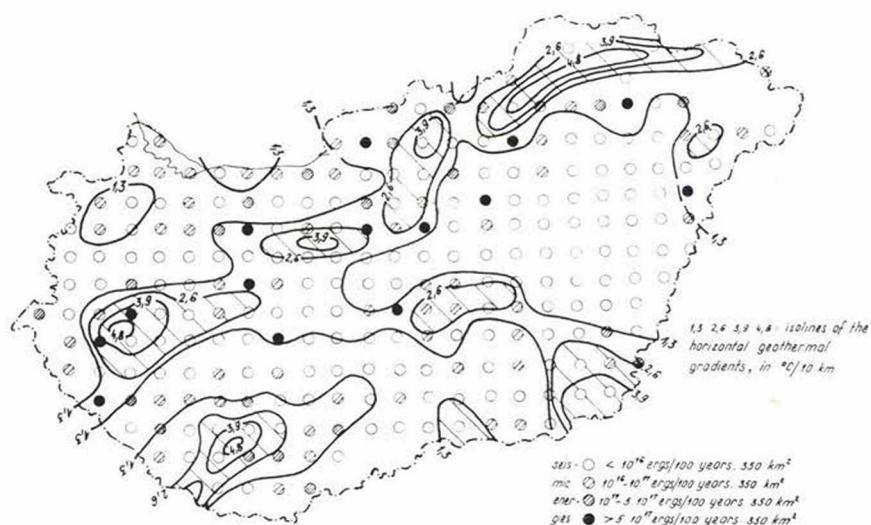


Fig. 15. Isolines of the horizontal geothermic gradient valid for 1 km depth and values of seismic energy released on the territory of Hungary during the past 100 years

Территории с большим, чем  $1,3 \text{ }^{\circ}\text{C}/10 \text{ км}$ . горизонтальным градиентом составляют  $45,900 \text{ км}^2$  (49,5%); проявившаяся за 100 лет на этой территории сейсмическая энергия —  $1,720 \cdot 10^{23}$  эрг, частота энергии —  $3,75 \cdot 10^{15}$  эрг/км<sup>2</sup>.

Территории с меньшим, чем  $1,3 \text{ }^{\circ}\text{C}/\text{км}$ . горизонтальным градиентом составляют  $47,000 \text{ км}^2$  (50,5%); проявившаяся за 100 лет на этой территории сейсмическая энергия —  $0,098 \cdot 10^{20}$  эрг, а частота энергии —  $0,21 \cdot 10^{15}$  эрг/км<sup>2</sup>.

Более точное вычисление корреляции невозможно из-за неточности геотермических и сейсмических данных. Кроме этого, на статистический характер указанных выше двух частот энергии оказывают большое влияние некоторые более крупные сотрясения. Абстрагиру-



яся от трех самых сильных сотрясений (Кечкемет, Егер, Дунахарасти), частота сейсмической энергии на территориях с большим горизонтальным геотермическим градиентом является  $0,39 \cdot 10^{15}$  эрг/км<sup>2</sup>, а на территориях с меньшим градиентом и в дальнейшем остается  $0,21 \cdot 10^{15}$  эрг/км<sup>2</sup>.

Итак, корреляция является довольно успокоительной и кажется, что землетрясения Венгерского бассейна вызываются горизонтальными неоднородностями в температуре коры.

## REFERENCES

- Alföldi, L. and Gálfi, J. (1966): Hydrogeological and geophysical investigations of a geothermal anomaly in Hungary. Bull. IASH., VI. 1.
- Burst, Y. F. (1969): Diagenesis of Gulf Coast clayey sediments and its possible relation to petroleum migration. Bull. AAPG. 53. p. 73–77.
- Csomor, D. (1974): Cand. thesis. Library of MTA, Budapest.
- Hedberg, H. D. (1964): Geological Aspects of origin of petroleum. Bull. AAPG 48. 1755–1803.
- Hunt, J. M. (1973): An Examination of Petroleum Migration Processes. Geochemie (Vorträge zu geochemischen und chemisch-physikalischen Problemen. VII. Int. Konf. des Kohlenwasserstoffbergbaus); Budapest, OGIL. p. 219–229.
- Korim, K. (1972): Geological Aspects of Thermal Water Occurrences in Hungary. Geothermics, I., 3.
- Márton, M. (1974): Dipl. thesis Library of ELTE, Budapest.
- Nemetz, E. (1970): Present state of the investigation of clay minerals in the oil geochemistry (in Hungarian). Application of geochemical methods in the oil prospecting. Szeged, p. 35–41.
- Parker, F. S. (1954): Origin, migration and tapping of oil in California. Geology of Southern California: Bull. Oil and Gas, Div. of Mines, San Francisco, p. 11–19.
- Sokolova, M. N. and Mironov, S. I. (1962): On the primary migration of hydrocarbons and other oil components under the action of compressed gases in Russian. Geokhim. nefti i nefljanik ' most. Izd. ANSSSR.
- Stegena, L. (1957): Praktische geothermische Untersuchungen in Ungarn. Ann. Sci. Budapest. Sec. Geol. I.
- Stegena, L. (1970): Compaction, heavy water content and water flow in the sediments of the Hungarian Basin (in Hungarian) MTA X. Oszt. Közl. 3.
- Stegena, L. (1973): Clay minerals and migration of natural oil in the Pannonian Basin. — Studies on the material and energy flows of the Earth (Ed. E. Szádeczky-Kardoss) Budapest, p. 258–261).
- Stegena, L. (1973): Hydrocarbon accumulation and geological water migration in the sediments of the Hungarian Basin. Studies on the material and energy flows of the Earth (Ed. E. Szádeczky-Kardoss) Budapest, p. 262–270.
- Stegena, L. (1972): Petroleum accumulation and geological water flows in the sediments of the Hungarian Basin (in Hungarian). II<sup>th</sup> Symposium on the Material and Energy Flows, Academic Publishers, Budapest, p. 199–209.
- Stegena, L. (1972): Geothermal map of Eastern Europe. Geothermics, I.4. p. 140–141.
- Tkhostov, B. A. (1963): Initial rock pressures in oil and gas deposits. Pergamon Press.
- Vassoevich, N. V. et al. (1973): Principal zone of oil formation. Geochem. Cosmochem. Gemex Congr. Int. Paris.
- Yones, P. H. (1970): Geothermal resources of the Northern Gulf of Mexico Basin. UN Symp. Pisa.
- Yurkevich, I. A. (1962): The study of geochemical facies. G. nefti i nefljanik most. (in Russian) Izd. ANSSR.